

## АНАЛИЗ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Лиинтин И. А.

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Природный газ является газожидкостной смесью углеводородов с различными примесями. Помимо примесей, в сыром газе, добываемом из скважины, всегда присутствует влага в виде паров. Надежность эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ), безгидратная транспортировка газа, вследствие которой, могут меняться термобарические параметры транспортируемой продукции, выдвигают определенные требования к качеству транспортируемого газа. Данные требования отражаются в отраслевом стандарте Газпрома [4], главные из них это точка росы по влаге (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). Подача природного газа без предварительной очистки и осушки в систему газопроводов может приводить к образованию и скапливанию жидкости, что в свою очередь к образованию газогидратов, осаждению твердых веществ на стенках газопровода и его закупорке [1-2].

Целью данной работы являлось анализ работы установки комплексной подготовки газа Ямбургского НГКМ.

В качестве исходных данных для анализа взят состав природного газа, добываемого из валанжинской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения [5]. Газ метановый, с содержанием воды до 4 г/м<sup>3</sup>, содержание механических примесей до 10 г/м<sup>3</sup>, сероводород отсутствует (табл.1).

*Таблица 1*

*Исходный состав газа*

Компонент	% объемные
Метан CH <sub>4</sub>	98,3
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,19
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,18
Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,02
Азот N <sub>2</sub>	1,27
Гелий He	0,013
Водород H <sub>2</sub>	0,027

Фактическая производительность установки комплексной подготовки газа составляет около 14 млрд м<sup>3</sup>/год. Помимо газа, на данном участке недр добывают нестабильный газовый конденсат. Фактическая производительность по газовому конденсату составляет около 1550 тыс. т./год.

Следует отметить, что технология подготовки газа и конденсата, существенно отличается от используемой типовой схемы большинством добывающих обществ страны. Основной отличительной особенностью технологической схемы УКПГ-1В является использование абсорбционного оборудования вместо низкотемпературных сепараторов на последней ступени выделения конденсата из потока сырого газа. Так же хочется отметить, что процесс подготовки валанжинского газа и конденсата на УКПГ-1В реализован с помощью схемы, которая включает в себя абсорбер, в котором происходит отдувка газом метанола из водометанольного раствора (ВМР), низкотемпературную сепарацию и низкотемпературную абсорбцию (извлечение влаги и конденсата C<sub>3+</sub> из газа при низкой температуре с помощью орошения колонны охлажденным конденсатом) [3].

Низкотемпературные абсорберы А-2 являются основными аппаратами технологической схемы подготовки УКПГ-1В. От эффективности их работы в основном зависит качественные и количественные показатели товарной продукции объекта.

Поскольку месторождение перешло в период падающей добычи углеводородного сырья, а на участке недр газового промысла 1В добывается конденсат, то на некоторых участках технологического процесса наблюдается выпадение газовых гидратов, а именно в А-2.

Возможность образования газогидратов в технологическом процессе на установке УКПГ-1В можно определить с помощью утилиты «Hydrate Formation Utility» в программном комплексе «UniSim Design».

Для предотвращения гидратообразования в низкотемпературном абсорбере А-2 при использовании ВМР в колонне А-1 возможны несколько вариантов изменения режима работы УКПГ, а именно:

1. Увеличение концентрации ВМР;
2. Увеличение расхода ВМР;
3. Ингибирование конденсата метанолом, который подается на орошение А-2;
4. Сочетание данных способов.

Результаты моделирования представлены в таблице 2.

**Таблица 2**

**Предотвращение гидратообразования в низкотемпературном абсорбере при использовании ВМР**

Расход ВМР в А-1, кг/ч		Без дополнительного ингибирования		При ингибировании с расходом 300 кг/ч		При ингибировании с расходом 400 кг/ч	
		Точка росы, °С	Образование гидратов в А-2, да/нет	Точка росы, °С	Образование гидратов в А-2, да/нет	Точка росы, °С	Образование гидратов в А-2, да/нет
ВМР 85% масс	1500	-26,5	да	-20,2	нет	-17,9	нет
	2000	-34,9	да	-24,9	нет	-23,6	нет
	2500	-38,4	нет	-28,1	нет	-26,3	нет
ВМР 90% масс	1500	-27,6	да	-20,3	нет	-18,9	нет
	2000	-37,5	нет	-26,9	нет	-25,43	нет
	2500	-44,9	нет	-33,2	нет	-30,1	нет

При отсутствии дополнительного ингибирования для предотвращения гидратообразования в абсорбере А-2 нужно повышать расход ВМР на орошение абсорбера А-1 до 2500 кг/ч с концентрацией ВМР 85 % масс и до 2000 кг/ч с концентрацией ВМР 90 % мас., таким образом, при минимальной концентрации, которая указана технологическим регламентом и составляет 70 % мас., необходим еще больший расход. Точка росы меньше минус 20 °С достигается уже при расходе равном и больше 1500 кг/ч.

При дополнительном ингибировании, которое составляет 300 кг/ч расход ВМР в абсорбер А-1 можно сократить до 1500 кг/ч (конечный расход метанола составит около 1800 кг/ч), регламентированное значение точки росы осушенного газа достигается, но без запаса. При ингибировании в 400 кг/ч проблема гидратообразования в колонне абсорбера А-2 полностью решается, однако возникают проблемы с достижением нужной степени осушки – необходим расход ВМР в абсорбере А-1 от 2000 кг/ч (в общем, примерно, 2400 кг/ч). Подводя итог, наиболее экономичным вариантом является – расход ВМР 85 % мас. на орошение абсорбера А-1 - 1500 кг/ч, ингибирование конденсата орошения в абсорбере А-2 - 300 кг/ч, однако наиболее удобным вариантом остается повышение расхода ВМР 85 % мас. до 2500 кг/ч без дополнительной подачи метанола перед абсорбером А-2. В этом случае метанол переходит в паровую фазу и по мере снижения температуры при дальнейшем охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование на всем протяжении технологического процесса.

Таким образом в условиях УКПГ-1В кондиция газа соответствует отраслевому стандарту во всех случаях. Подготовка газа возможна с применением ВМР с осушкой газа до регламентируемой точки росы и без выпадения гидратов в низкотемпературных колоннах при расходе 1800-2500 кг/ч при достаточно высоких температурах контакта 20-40 °С. Введение гликолевой осушки в дополнение к использованию метанола является нецелесообразным и экономически невыгодным, поскольку:

- в случае внедрения гликолей потребуется снижать температуру контакта;
- модернизировать оборудование и дополнительно вводить метанол с расходом более 300 кг/ч;
- экономически невыгодно, поскольку цена гликоля на порядок выше цены метанола.

#### Литература

1. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
2. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
3. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
4. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
5. Технологический регламент эксплуатации промысла ГП-1В